



Cambios regulatorios

Nuevos reglamentos se apronta a impulsar el Ministerio de Energía para modificar las reglas que rigen para los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD). Los temas principales apuntan a que el Coordinador Eléctrico pueda conocer lo que están haciendo estas unidades de generación y a cambiar en parte la forma en que se remunera la energía que entregan al sistema. Hay cierto acuerdo en estas modificaciones, salvo por los gremios directamente afectados.

Cuando se promulgó el primer reglamento de Pequeños Medios de Generación (que incluyen a los PMGD), en 2005, no se esperaba el futuro auge de las energías solares y eólicas. El reglamento estaba pensado para pequeñas centrales (menores a 9 MW de potencia), principalmente hidráulicas (asociadas a canales de regadío) y bioenergía, y para solo escasas unidades de energía solar y eólica, entonces de alto costo de inversión.

Así, se decidió subsidiar estos proyectos, porque se pensaba que eran más ecológicos y que, dado su pequeño tamaño, no podían lidiar con las complicaciones del sistema eléctrico. De este modo, se estableció para estas unidades un procedimiento simplificado de conexión. Además, se les permitió inyectar toda la energía que produjeran, sin necesidad de dar cuenta en tiempo real al operador del sistema; solo una vez al mes tendrían que informar cuánta energía habían aportado por hora, a objeto de ser remunerados, además de entregar su predicción para el mes siguiente. Junto con ello, se dispuso que el precio que recibirían sería estabilizado, para reducir los riesgos que enfrentaban.

Hacia 2014, la potencia instalada en PMGD era de unos 300 MW, la mitad de origen hidráulico y la otra mitad de motores diésel, casi sin más energías. A partir de 2015, sin embargo, las instalaciones solares comenzaron a crecer aceleradamente, debido a la caída en los costos de inversión y al subsidio que recibían en términos de precio. Así, a fines de

2024, se llegó a cerca de 2.700 MW de instalaciones fotovoltaicas, más del 80% de la capacidad PMGD.

Esta situación genera varios problemas. El primero es que esas unidades, que pueden representar el 20% o más de la generación total a ciertas horas, no son visibles para el Coordinador Eléctrico. Tal pudo ser una de las razones del apagón total de febrero, cuando estas minicentrales se desconectaron súbitamente luego de la caída de la línea de transmisión Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar. Otro problema se relaciona con el hecho de que estas unidades pueden vender toda la energía que producen, a diferencia de otros generadores, que deben verter su producción cuando hay congestión; de este modo, para ellas no tiene costo congestionar el respectivo punto de conexión. Finalmente, el precio estabilizado significa un subsidio anual de unos US\$ 200 millones a costa de los otros generadores y de los grandes consumidores.

Bajo los nuevos reglamentos, habría medios tecnológicos para que la producción de los PMGD sea visible para el Coordinador, lo que facilitaría su labor de estabilización del sistema eléctrico. Además, participarían de los vertimientos de energía debido a congestión en su punto de conexión a la red. Por último, el precio estabilizado estaría basado en el costo marginal promedio esperado, sin una banda que hoy limita los ajustes y que está fundada en los precios de los contratos de suministro. Esta banda es la que crea el subsidio para inversiones que ya no lo necesitan, considerando la caída en los costos de instalar fotovoltaicas.

En resumen, existen argumentos razonables para los cambios, que deben pasar por propuestas ministeriales, mesas de trabajo y consultas ciudadanas. De concretarse, contribuirán a un sistema más seguro, con menos congestión en las redes, al tiempo que eliminarán un subsidio distorsionador. Por último, establecerán señales correctas de largo plazo para la transición energética.

De concretarse, contribuirán a un sistema más seguro y con menos congestión, al tiempo que eliminarán un subsidio distorsionador.